

Marcin Tarnawski*

ZMIANY W MECHANIZMACH CENOTWÓRCZYCH NA EUROPEJSKIM RYNKU GAZU ZIEMNEGO

CHANGES IN THE PRICING MECHANISM IN THE EUROPEAN NATURAL GAS MARKET

Abstract

The pricing mechanism on the European gas market is an interesting issue, mainly due to the changes on the international gas markets. Although the appearance on the market of LNG is the most significant factor affecting the raw material price, we cannot forget about the others: indexation to oil prices, long-term contracts, dominance of Russian gas in the eastern part of the continent, development of infrastructure (interconnectors), and gas storage. Although natural gas does not constitute the single most important source of energy, its role and importance for certain sectors of the economy, consumers (heating) and energy sector is very important. The presentation of the changes in the mechanism of gas pricing in Europe is the main objective of the article. Factors influencing these changes (*inter alia* the LNG policy of Gazprom) are presented in the second part of the study. While the first part will be limited to indicating the most important elements of the price formation mechanism in long-term contracts and hubs on the European market.

Key words: European gas market, pricing mechanism, gas hubs, LNG

Wstęp

Problematyka ustalania cen na europejskim rynku gazu jest tematem interesującym głównie ze względu na zmiany, jakie obecnie zachodzą na międzynarodowych rynkach gazu. Chociaż gaz LNG jest najbardziej znaczącym czynnikiem wpływającym obecnie na cenę surowca, to nie można zapominać o pozostałych: indeksacji do cen ropy naftowej, kontraktach długoterminowych, dominacji rosyjskiego gazu we wschodniej części kontynentu, rozbudowie infrastruktury (interkonektory), magazynowaniu

* Instytut Nauk Politycznych i Stosunków Międzynarodowych, Wydział Studiów Międzynarodowych i Politycznych, ul. Jabłonowskich 5, 31-114 Kraków, e-mail: needlem@wp.pl

surowca. Powyższe kwestie są ważne nie tylko dla inwestorów, przedsiębiorców, menedżerów ryzyka czy właścicieli aktywów; na najwyższym szczeblu uprawiania polityki w grę wchodzi również bezpieczeństwo energetyczne. Wprawdzie gaz ziemny w zdecydowanej większości europejskich państw nie stanowi najważniejszego źródła pozyskiwania energii, jednak jego rola i znaczenie dla pewnych sektorów gospodarki, klientów indywidualnych (ogrzewanie) czy energetyki (w przyszłości także źródło uzupełniające przy OZE) jest i zapewne będzie istotna. Na podstawowym poziomie analizy istnieją dwa czynniki, które mają decydujący wpływ na dynamikę ustalania ceny surowca na rynku. Po pierwsze, chodzi o grupowanie źródeł zaopatrzenia z podobnymi regułami ustalania cen. Po drugie, skupienie się na takich źródłach, które są na tyle dynamiczne, że dają szansę na rynkowe ustalanie ceny. Jednak w pierwszym przypadku sytuacja nie wygląda najlepiej, ponieważ na rynku europejskim dominują kontrakty długoterminowe, ze specyficznym mechanizmem ustalania ceny. Natomiast drugi element analizy również nie daje szerokiego pola do zmian, ponieważ tylko niewielka ilość podaży ma możliwość elastycznego reagowania na zmiany cen rynkowych.

Zasadniczym celem artykułu jest przedstawienie zmian zachodzących w mechanizmie ustalania cen gazu w Europie. Czynniki wpływające na te zmiany (m.in. LNG, polityka Gazpromu) ukazane zostały w drugiej części opracowania. Natomiast część pierwsza ogranicza się do wskazania najważniejszych elementów mechanizmu kształtowania się cen w kontraktach długoterminowych oraz hubach na rynku europejskim. Przy powstawaniu artykułu autor korzystał z dostępnej literatury specjalistycznej na temat mechanizmu cenotwórczego (czasopisma branżowe, artykuły prasowe, opracowania naukowe) oraz z witryn internetowych specjalistycznych portali branżowych (instytucji publicznych, giełd, organizacji międzynarodowych). Z racji ograniczonego miejsca przedstawione zostaną tylko najważniejsze aspekty tematu, część czynników pominięto lub tylko zasygnalizowano (ustawodawstwo na poziomie wspólnotowym, problematyka połączeń międzysystemowych).

Mechanizm cenotwórczy na rynku gazu (kontrakty oraz huby gazowe)

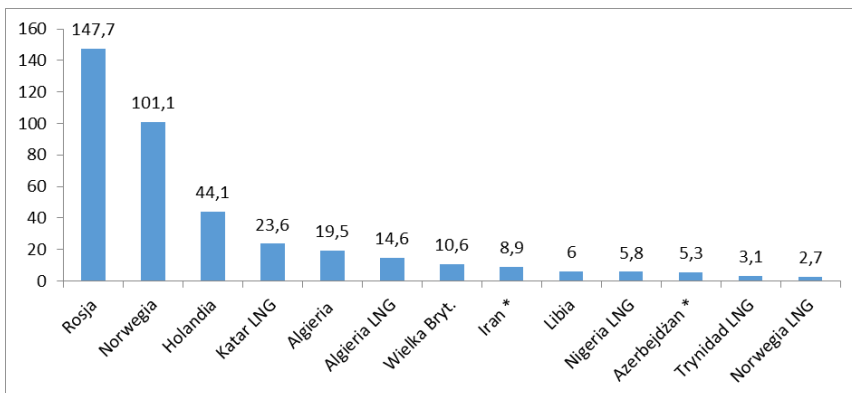
Zrozumienie dynamiki kształtowania się cen na europejskim rynku gazu wymaga wyjścia poza standardowy schemat polegający na grze popytu i podaży. W modelowym rozwiązaniu należałoby brać pod uwagę: charakterystykę, wydajność i koszty eksploatacji pól gazowych, kontrakty (umowy), infrastrukturę importową, problemy przesyłu surowca i jego

magazynowania oraz strukturę popytu (wielkość rynku, charakter odbiorców gazu, reguły prawne). Taki model wymaga dużej liczby danych i jego opracowanie jest dość skomplikowane. Ponadto sprawdza się na rynkach, gdzie głównym determinantem ceny są koszty surowca, a więc jego wydobycie (Abrell, Weight 2016: 5). Istotną cechą wyróżniającą europejski rynek gazu jest dominacja kontraktów długoterminowych. Chociaż sytuacja jest dynamiczna, to jednak nadal rynkowe mechanizmy cenotwórcze oraz elastyczność wyboru dostawców jest znacząco ograniczona. Jest to spowodowane wieloma czynnikami, z których najważniejszy jest brak alternatyw w zakresie dostawców surowca oraz brak infrastruktury łączącej systemy gazowe poszczególnych państw europejskich. Dopiero pojawienie się nowych graczy na rynku (LNG) wraz z działaniami Komisji Europejskiej (promowanie i dofinansowanie projektów infrastrukturalnych) przyczynia się do ewolucji rynku w kierunku większej elastyczności i kształtowania się cen w sposób bardziej przejrzysty. Tak więc tradycyjne podejście, w którym analizuje się rynkową grę popytu i podaży, nadaje się do opisu rynków dobrze izolowanych (brytyjski, amerykański), na których funkcjonuje wiele podmiotów. Tymczasem w Europie (kontynentalnej) widać problemy związane z istnieniem fizycznej infrastruktury, a w zasadzie brakiem tzw. połączeń międzysystemowych (ang. *interconnectors*) oraz funkcjonowaniem tzw. centrów obrotu gazem (ang. *gas hubs*) (*Global LNG* 2013; *World LNG* 2014).

Kluczowe znaczenie dla mechanizmu cenotwórczego mają źródła dostaw surowca na rynek europejski oraz regulacje kontraktowe. Warto zauważyć, że większość dostaw opiera się na kontraktach długoterminowych zawieranych między zainteresowanymi stronami poza rynkiem giełdowym (ang. *over the counter*, tzw. rynek OTC), z klauzulami zabraniającymi reeksportu. Ponadto, nie wszystkie państwa europejskie mają zdwersyfikowane źródła dostaw, stąd możliwa jest dominacja jednego dostawcy na poszczególnych rynkach. Natomiast brak połączeń międzysystemowych, zwłaszcza w Europie Środkowo-Wschodniej, może w przyszłości utrudniać budowę wspólnego rynku, powstawanie hubów gazowych czy reagowanie w sytuacjach kryzysowych.

Przedstawione w pracy zestawienie źródeł zaopatrzenia w gaz na kontynencie europejskim ma charakter poglądowy i nie wskazuje na funkcjonowanie takich samych zasad w poszczególnych państwach. Największym dostawcą gazu do Europy jest Federacja Rosyjska, gaz z kierunku rosyjskiego w 2014 r. to ponad 1/3 importu surowca państw europejskich (ok. 150 mld m³) (*BP Review* 2015: 28) – wykres 1. Dostawy gazu z Rosji odbywają się głównie w ramach kontraktów długoterminowych, mechanizm cenotwórczy oparty jest na klauzuli indeksacji ceny gazu do ropy naftowej, dodatkowo występuje klauzula *take or pay*. Jednak pod wpływem

wem zmian na europejskim rynku gazu Rosjanie zmieniają część reguł. W marcu 2016 r. Gazprom Export sprzedał pierwszą partię gazu na aukcji, a w porozumieniu z Polską w 2012 r. Gazprom zgodził się na powiązanie ceny gazu z cenami surowca na rynkach europejskich. Warto zaznaczyć, że cena bazowa jest różna dla poszczególnych państw i ustala się ją w ramach negocjacji z Gazpromem (choć w tej sprawie Komisja Europejska prowadzi postępowanie antymonopolowe wobec Gazpromu w związku z nadużywaniem pozycji monopolistycznej wobec ośmiu państw Europy Środkowo-Wschodniej. Gaz z kierunku norweskiego stanowi więcej niż 1/4 surowca importowanego przez państwa europejskie (ok. 100 mld m³ w 2014 r.). Część dostaw surowca oparta jest na kontraktach długoterminowych (zasady podobne jak w przypadku gazu rosyjskiego), natomiast część związana jest z zaspokajaniem wahań bieżącego popytu i opiera się na sygnałach cenowych z rynku *spot*. Z kierunku afrykańskiego pochodziło w 2014 r. ok. 15 mld m³ gazu (dostawy gazociągami do Włoch i Hiszpanii). Są to kontrakty długoterminowe, wprawdzie podobne do umów z Gazpromem, jednak z większą elastycznością ustalania ceny (indeksowanej do cen wyrobów naftowych). Ponadto, w takich państwach jak Holandia czy Wielka Brytania, dość duże znaczenie przy zaspokajaniu zapotrzebowania ma krajowe wydobywanie. Istotne znaczenie dla kilku państw UE ma również gaz LNG. W 2014 r. państwa europejskie sprowadziły ok. 50 mld m³ tego gazu, głównie z Kataru i Algierii. Na rynku LNG występują kontrakty długoterminowe z indeksacją ceny do produktów naftowych (państwa południowej Europy) oraz dostawy oparte na rynku *spot* (*Quarterly report 2015: 7–10*).

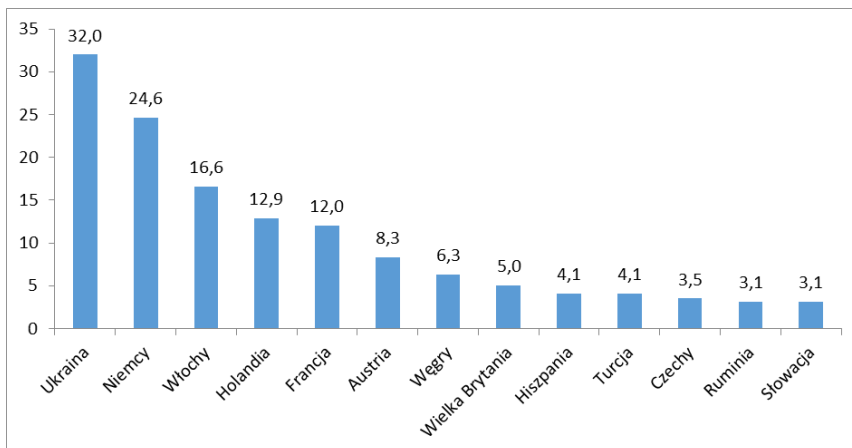


Wykres 1. Najwięksi dostawcy gazu do państw europejskich (dane za 2014 r., w mld m³)

* Azerbejdżan i Iran dostarczają gaz tylko do Turcji.

Źródło: *BP Review 2015*.

Drugim kluczowym, obok dywersyfikacji dostaw, elementem kształtowania się podaży na rynku europejskim jest pojemność magazynów gazu (ang. *gas storage capacity*) – wykres 2. Problem magazynów gazu nie może być ignorowany; chociaż nie stanowi on podstawowego elementu kształtowania się cen, jednak odgrywa zasadniczą rolę w reagowaniu kryzysowym (*The role...* 2014: 15–18). Mechanizmy reagowania kryzysowego w zakresie gazu ziemnego są szczególnie ważne w przypadku wystąpienia nadzwyczajnych wydarzeń zakłócających prawidłowe funkcjonowanie rynku. Chodzi zarówno o gwałtowny wzrost zapotrzebowania na surowiec, jak i niespodziewane przerwanie dostaw (importowanego) gazu. Takie sytuacje mogą występować w czasie spadków temperatury otoczenia (utrzymująca się mroźna zima), kiedy wzrasta zapotrzebowanie na gaz niezbędny do ogrzewania obiektów mieszkalnych, lub do produkcji energii elektrycznej, jeśli jest ona wykorzystywana do ogrzewania, ale także w czasie wysokich temperatur, kiedy zwiększa się pobór energii elektrycznej (klimatyzacja) produkowanej z gazu ziemnego. Jednak wspomniane sezonowe wahania zapotrzebowania mogą być przewidziane i nie powinny być traktowane jako sytuacje kryzysowe. Środki reagowania kryzysowego uruchamiają się raczej w wypadku wystąpienia zakłóceń w dostawach surowca (Sikora 2016).



Wykres 2. Państwa europejskie posiadające magazyny gazu o największej pojemności (dane za 2016 r., w mld m³)

Źródło: *Gas Storage* 2016.

Podaż gazu na rynku może mieć charakter elastyczny lub nieelastyczny. Elastyczność dostaw oznacza sytuację, w której ilość dostarczanego gazu reaguje na cenę; im jest ona wyższa, tym mniej opłacalny jest

import, wraz ze spadkiem ceny zwiększa się opłacalność zakupu (importu). Ponadto w przypadku gazu należy brać pod uwagę ceny z hubów oraz ewentualny surowiec dostępny w magazynach. Jednak większość dostaw gazu na rynek europejski ma charakter nieelastyczny, tzn. wielkość dostaw nie jest wrażliwa na zmiany cen surowca w hubach. Cecha ta ma kluczowe znaczenie i znacznie upraszcza zrozumienie mechanizmu ustalania cen w hubach gazowych. Nieelastyczną podaż gazu w Europie można podzielić na trzy rodzaje (*A framework...* 2013). Pierwszy rodzaj to długoterminowe kontrakty na dostawy gazu z klauzulą *take or pay* oraz koniecznością odbioru zakontraktowanej ilości gazu (ACQ – *Annual Contract Quantity*, z reguły 80–90% rocznej wielkości kontraktu), niezależnie od tego, czy gaz jest faktycznie pobierany. Drugi rodzaj stanowią sztywne kontrakty na dostawy LNG. Dotyczy to w szczególności państw Europy Południowej, gdzie klauzule kontraktowe zabraniają przekierowywania dostaw surowca. Natomiast trzeci rodzaj stanowi produkcja gazu w państwach europejskich. W zdecydowanej większości (poza Norwegią i Wielką Brytanią) wydobywanie jest niewielkie i niewrażliwe na ceny. Wspomniane rodzaje podaży nie mają większego znaczenia na kształtowanie się cen w hubach gazowych, znacznie ważniejsze są natomiast wielkości elastycznej podaży.

Tabela 1. Elastyczna podaż gazu w Europie i jej wpływ na mechanizmy cenotwórcze w hubach gazowych

Elastyczne transeze podaży	Wpływ na mechanizm cenotwórczy w hubach
Elastyczne ilości surowca (<i>swing</i>) w kontraktach na dostawy gazociągami	Posiadający takie kontrakty będą optymalizować ilość nadwyżkowego (<i>swing</i>) surowca w zależności od relacji ceny kontraktowej do ceny w hubach. Ilość gazu w kontrakcie długoterminowym będzie minimalizowana z wolumenu TOP (<i>Take or Pay</i>) do rocznej ACQ (gdy cena kontraktowa jest wyższa od ceny w hubach). W drugim przypadku ilość gazu w kontrakcie długoterminowym będzie maksymalizowana z wolumenu rocznej ACQ do TOP (gdy cena kontraktowa jest niższa od ceny w hubach).
Niezakontraktowany handel surowcem gazociągami	Dotyczy w zasadzie tylko surowca z Rosji i Norwegii. Gaz norweski jest wyceniany w okolicy ceny <i>spot</i> z określonym wyraźnie docelowym wydobyciem rocznym. Natomiast, jeśli Rosjanie mieliby się zdecydować na dodatkowe dostawy (niezakontraktowanego) surowca, jego cena byłaby prawdopodobnie wyższa od ceny w hubach.
Dostawy LNG z rynku <i>spot</i>	Kontrakty na dostawy LNG do Europy będą bazować na cenach z globalnego rynku <i>spot</i> . Można się jednak spodziewać wyższych cen takiego gazu

	w europejskich hubach ze względu na koszty transakcyjne, koszty transportu oraz ryzyko transakcyjne. Ponadto zwiększona ilość ładunków LNG w Europie może mieć miejsce, jeśli europejskie ceny będą wyższe niż ceny światowe. Wyjątkiem może być polityka Kataru, który zwiększa zainteresowanie rynkiem LNG w Europie Północnej, aby nie uzależnić się od rynku azjatyckiego (tutaj można oczekiwać niższych cen surowca).
Magazyny gazu	Pojemność magazynów gazu zapewnia większą elastyczność w dostarczaniu surowca na rynek w okresach zwiększonego zapotrzebowania (np. mroźna zima). Skorzystanie z tej opcji będzie warunkowane kosztem alternatywnym w postaci bieżących cen gazu na rynku. Stąd magazynowany surowiec może tylko zmniejszyć sezonowe wahania cen na rynku, ale nie będzie podstawowym czynnikiem wpływającym na ustalanie ceny w hubach.

Źródło: *A framework...* 2013.

Ceny surowca w hubach gazowych powinny kształtować się podczas rynkowej gry popytu i podaży. Nie jest to możliwe w przypadku wspomnianych wcześniej wielkości nieelastycznej podaży. Natomiast wymienione w tabeli 1 elementy związane z elastycznymi dostawami na rynek europejski nie stanowią obecnie znaczącej wielkości surowca (ok. 10%). Ponadto należy pamiętać o nieelastycznym popycie na gaz ziemny w Europie, z roku na rok ilość konsumowanego surowca zmienia się bowiem nieznacznie (o kilka procent). Jednak w miarę upływu czasu ilość surowca dostarczana na rynek europejski poza nieelastycznymi długoterminowymi kontraktami będzie się zwiększać. Infrastruktura, która jest obecnie rozwijana w Europie (terminale LNG, połączenia międzysystemowe), powinna przyspieszyć ten proces. Nie ulega wątpliwości, że większa konkurencja na rynku dostawców gazu (głównie LNG) również przyczyni się do bardziej rynkowej wyceny surowca, która ma miejsce w hubach (Petrovich 2013).

Rola i znaczenie europejskich hubów gazowych stale rośnie, największe znaczenie ma brytyjski National Balance Point (NBP), uważany również za najbardziej „płynny” punkt, tzn. taki, w którym obowiązują mechanizmy zbliżone do rynkowych. Pozostałe huby gazowe znajdujące się w Europie kontynentalnej, z największym Title Transfer Facility (Holandia), oraz w Niemczech, Austrii, Hiszpanii, Francji oraz we Włoszech, zwiększają wolumen obrotów surowcem w tempie kilkudziesięciu procent rocznie. Jednak nadal ok. 90% wielkości kontraktów gazowych indeksowanych jest do cen ropy naftowej (najczęściej w długotermino-

wych kontraktach). Należy pamiętać, że mechanizm ten (długoterminowy kontrakt w połączeniu z indeksowaniem cen surowca do ropy i klauzulą TOP) w znacznym stopniu niweluje ryzyko dla nabywcy i dostawcy. Z jednej strony daje pewność dostaw surowca, z drugiej pozwala na znaczące inwestycje w poszukiwania, wydobycie i budowę infrastruktury przesyłowej. Ten rodzaj umów ewoluował w ostatnich latach, jednak nikt nie znalazł dla niego znaczącej alternatywy, aż do powstania hubów gazowych i rynku *spot*. W perspektywie kilkunastu lat formuła cenowa gazu bazująca na cenie ropy naftowej prawdopodobnie zniknie, a rolę punktów odniesienia dla kontraktów długoterminowych będą pełnić zapewne huby gazowe (Melling 2010: 29–39). Można to zaobserwować na rynkach płynnych, gdzie cena ropy naftowej nie występuje jako benchmark dla cen gazu, natomiast wycena surowca odbywa się podczas gry rynkowej (amerykański Henry Hub czy brytyjski NBP).

Prognozowane rewolucyjne zmiany na rynku zapewne spowodują zmiany w modelu biznesowym w sektorze gazu ziemnego oraz przetwarzania w łańcuchach dostaw gazu (ang. *gas supply chain*). Specyficzny charakter łańcucha dostaw gazu zdeterminowany jest przez trzy etapy: *upstream*, *midstream* i *downstream*. W praktycznych aspektach przedstawiają one bezpieczeństwo dostaw, bezpieczeństwo transportu (tranzytu) i bezpieczeństwo zapotrzebowania (zaspokojenia popytu). Analiza łańcucha dostaw umożliwia zrozumienie interesów wszystkich zaangażowanych aktorów i specyfiki interakcji między nimi – chodzi przecież o proces rozpoczynający się pozyskaniem gazu z odwiertu, a kończący się dostarczeniem go ostatecznym odbiorcom (Bradshaw, Bridge 2014). Ponadnarodowy charakter łańcucha ma decydujący wpływ na bezpieczeństwo energetyczne państw, chociaż należy zauważyć, że istotne znaczenie mają również działania instytucji państwowych na ostatnim etapie łańcucha (tzw. trzeci pakiet energetyczny UE, działania regulatorów narodowych).

Dostrzegalne stają się również różne problemy, które mają wpływ na bezpieczeństwo gazowe w skali globalnej i narodowej. W skali globalnej w ramach *upstream* problemy dotyczą wielkości rezerw, dostępnych technologii oraz ilości środków na inwestycje w celu zaspokojenia globalnego popytu. Dla państw importujących gaz zasadnicze znaczenie w ramach *midstream* ma zapewnienie pewności dostaw, a jeśli pojawia się możliwość ich dywersyfikacji, liczy się również najbardziej korzystna cena. Zagadnienia kluczowe to przetwarzanie, transport i dystrybucja gazu ziemnego. Etap trzeci, czyli *downstream*, jest najmniej umiędzynarodowiony i w głównej mierze zależy od polityki wewnętrznej państw, struktury gospodarki (jej energochłonności) i wewnętrznych uregulowań prawnych (Młynarski, Tarnawski 2016: 98). Na rynku europejskim

Gazprom próbował zdominować *upstream* i *midstream*, jednak działania poszczególnych państw i wprowadzone przez Komisję Europejską prawodawstwo pokrzyżowały te plany. Powstanie hubów gazowych oraz możliwości, jakie stwarza LNG, w jeszcze większym stopniu wpłynę na działania przedsiębiorstw wydobywających gaz ziemny (w tym Gazpromu). Może się okazać, że znaczną część pozyskiwanego surowca będą musiały dostarczać do hubów gazowych w ramach transakcji *spot*, natomiast znikną kontrakty długoterminowe z klauzulą TOP czy ACQ (będące obecnie podstawą planowania inwestycji infrastrukturalnych).

Czynniki wpływające na zmiany mechanizmu cenotwórczego

W perspektywie długoterminowej największy wpływ na mechanizm cenotwórczy na rynku gazu w Europie będzie miało pojawienie się zwiększonych ilości gazu LNG. Pierwsze dostawy z terminalu Sabine Pass w Stanach Zjednoczonych oraz uruchomienie dwóch terminali w Australii sprawia, że gaz LNG staje się coraz bardziej dostępny na rynkach światowych (Gronholt-Pedersen 2016). Obecność nowych graczy na rynku oraz zwiększone ilości surowca najprawdopodobniej spowodują ewolucję zasad handlu gazem: kontrakty staną się bardziej elastyczne, a formuła cenowa zostanie zmieniona. W ostatnich kilkunastu miesiącach spadło tempo wzrostu popytu na LNG w państwach Azji, stąd znaczenie rynku europejskiego będzie zapewne rosło. W konsekwencji rysuje się szansa na dywersyfikację źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny w państwach europejskich oraz spadek cen surowca. Jest to szczególnie ważne dla państw Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie dominuje gaz rosyjski. Jednak Polska i Litwa intensywnie rozbudowują swoją infrastrukturę i udało się im otworzyć dwa terminale regazyfikacyjne w Kłajpedzie i Świnoujściu. Zwiększona dostępność LNG w tym regionie przekłada się na rosnącą konkurencję dla tradycyjnych dostawców gazu ziemnego. W obliczu konkurencji ze strony LNG oraz spadających cen ropy naftowej (i powiązanych z nią w kontraktach długoterminowych cen gazu) rosyjski Gazprom zapewne będzie zmuszony do zmiany dotychczasowych działań w celu ochrony przed utratą swoich udziałów w rynku. Przejawia się to w elastyczności podejmowanych działań, zwiększeniu zaangażowania na rynku (przejęcia, projekty infrastrukturalne, sprzedaż gazu na aukcjach) oraz stopniowym obniżaniu cen dla odbiorców europejskich. Stąd nowa strategia rosyjskiej firmy w istotny sposób będzie wpływać na udział LNG na rynku europejskim, skuteczność polityki dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz oraz na mechanizmy cenotwórcze w europejskich hubach (Łoskot-Strachota 2016).

Rosnąca podaż LNG na świecie oraz zwiększona potrzeba dywersyfikacji źródeł surowca z powodu kryzysu ukraińskiego to obecnie dwa główne czynniki decydujące o sytuacji na rynku gazu w Europie. Popyt na gaz w Europie, po okresie spadkowym, utrzymuje się na względnie stałym poziomie (ok. 300 mld m³ rocznie) i nic nie wskazuje, aby trend miał się zmienić w przyszłości (*Security of gas...* 2016). Należy jednak pamiętać, że ostateczny poziom konsumpcji gazu w państwach UE będzie zależał od realizacji polityki klimatycznej. Ewentualne zaostrezenie przyjętych celów w zakresie redukcji gazów cieplarnianych zapewne wpłynie na zmiany popytu na gaz. Innym czynnikiem regulującym popyt będzie także konkurencyjność jego ceny w stosunku do cen alternatywnych paliw (głównie energii odnawialnej, lecz także węgla). Ponadto można zauważyć, zasygnalizowany wcześniej, bardzo wyraźny w ciągu ostatnich kilkunastu miesięcy spadek cen importowanego gazu do państw europejskich (ceny rosyjskiego gazu spadły o ok. 40% w stosunku do stycznia 2015 r.). W połączeniu z brakiem wzrostu zapotrzebowania na gaz oraz niepewnością kształtu przyszłej polityki klimatycznej rodzą się pytania o zasadność planowanych projektów infrastrukturalnych. Jedynym argumentem, który jest w stanie się obronić w realizowanych inwestycjach, jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Jednak w tym przypadku sytuacja poszczególnych państw UE jest odmienna – inne interesy mają państwa Europy Środkowo-Wschodniej, inne państwa Europy Zachodniej. Rodzi to konflikt interesów. W czasie, gdy Polska czy Litwa budują infrastrukturę, aby uniezależnić się od dostaw z Rosji (terminale LNG), Niemcy zaangażowani są w projekt budowy Nord Stream 2, który zwiększy ilość rosyjskiego surowca dostarczanego na rynki europejskie (Rogers, Stokes, Spinks 2015).

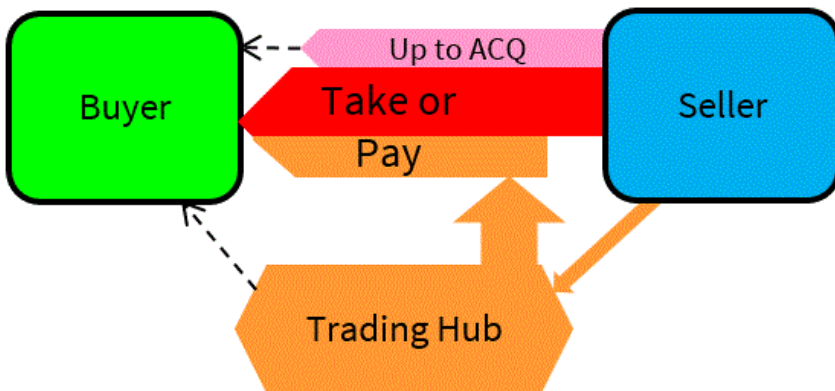
Od połowy 2015 r. ceny gazu w kontraktach *spot* w europejskich hubach gazowych spadły o ok. 25%, z 5,50 USD za mMbtu do 4,10 USD za mMbtu. Trzy czynniki wywarły decydującą presję na spadek cen. Po pierwsze, spadły ceny ropy naftowej, więc cena w kontraktach gazowych indeksowanych do cen ropy naftowej również musiała spaść (zwykle z 6–9-miesięcznym opóźnieniem). Po drugie, na rynku europejskim pojawiły się nadwyżki LNG z rynku azjatyckiego, w związku ze słabnącym popytem w państwach azjatyckich (Japonia, Korea Płd., Chiny). Po trzecie, poziom zapełnienia magazynów gazu w 28 państwach UE był bardzo wysoki, co w połączeniu z łagodną zimą 2015/2016 spowodowało brak presji na wzrost cen. Natomiast prognozy wskazują, że trend spadkowy się utrzyma (Stokes, Spinks 2016). W 2017 r. zostaną zakończone projekty LNG w Australii (Gladstone LNG i Gorgon LNG), co może się przełożyć na zwiększoną podaż gazu w Europie.

Należy pamiętać, że zwiększona ilość LNG w Europie będzie konkurować z nadwyżkami gazu wpuszczanymi do sieci z magazynów w ramach cyklicznej akcji opróżniania (z resztek zimowych zapasów). Wspomniane ilości gazu trafią zapewne do hubów gazowych, jeszcze bardziej zwiększając presję na obniżenie ceny surowca na rynku. W tym miejscu należy jeszcze wspomnieć o dostawach amerykańskiego gazu do Europy. Obecnie cena z europejskiego rynku *spot* (NBP) przewyższa cenę z amerykańskiego rynku *spot* (Henry Hub) o ok. 2 USD/mMbtu. Dalszy spadek cen na rynku europejskim może stanowić pewien problem w eksporcie amerykańskiego gazu do państw europejskich. Szacunkowa cena za gazyfikację surowca, jego transport i regazyfikację wynosi od 0,5 do 1,0 USD/mMbtu. Zbliżanie się ceny amerykańskiej do europejskiej może doprowadzić do sytuacji, w której eksport LNG do Europy będzie nieopłacalny (Ponce, Krone 2014: 2–5).

Nadpodaż gazu na rynkach europejskich i konwergencja między hubami amerykańskimi a europejskimi będą miały interesujące konsekwencje dla tradycyjnych dostawców gazu na rynek europejski. W praktyce oznacza to problemy dla rosyjskiego Gazpromu, który będzie zmuszony dostosować się do nowych warunków. Znaczenie Rosji to także skala produkcji, wielkość rezerw i fakt bycia głównym dostawcą gazu do Europy, a także w przyszłości do Azji. Rosja do tej pory miała również przewagę kosztową w wydobyciu surowca, jednak wydaje się, że boom na rynku LNG został zlekceważony zarówno przez zarządzających Gazpromem, jak i przez władze centralne. Czynniki rosyjski będzie miał jednak jeszcze długo decydujące znaczenie dla rynku europejskiego, kształtujące się na nim huby gazowe i mechanizmy powstawania cen, chociaż zaznaczyć należy, że Rosja (w tym Gazprom) przeorientowała swoją politykę inwestycyjną w kierunku azjatyckim. Służą temu mają dwa projekty gazociągów (Power of Siberia, Altai Pipeline) oraz terminale LNG na Dalekim Wschodzie (Sachalin). LNG sprzedawany jest do Japonii i Korei Pd., natomiast lądowe projekty gazociągów do Chin spowodują, że w przyszłości Rosja będzie musiała przeznaczyć na rynek azjatycki kilkadziesiąt mld m³ surowca, chociaż wielkość zapotrzebowania na gaz w Chinach jest obecnie pewną niewiadomą (Henderson, Stern 2014: 3–7).

Skala i wielkość międzynarodowego rynku LNG zwiększa się z roku na rok coraz bardziej. Wśród głównych dostawców surowca znajdują się Katar (ok. 100 mld m³ rocznie), Maleszja, Australia, Nigeria, Trinidad i Tobago czy Algieria. W niedalekiej przyszłości na rynku pojawi się zapewne gaz amerykański (trwa przebudowa terminali LNG), tymczasem jeszcze niedawno Rosjanie twierdzili, że gaz ze złóż niekonwencjonalnych czy LNG to krótkotrwałe zjawiska na rynku gazu. Nadmiernie

skupiano się na rynku europejskim, tranzyście przez Ukrainę czy budowie tras przez Morze Czarne (South Stream, Turkish Stream). Okazało się jednak, że Rosjanie mogą stracić swoją pozycję na rynku europejskim, a na rynkach azjatyckich nie odgrywają znaczącej roli, wszystko to pomimo ogromnych zasobów gazu, wielu rynków eksportowych i perspektywnego potencjału przyszłej produkcji. Na rynek europejski Gazprom sprzedawał gaz w ramach długoterminowych kontraktów opartych kilkoma regułami, które stawiały go w uprzywilejowanej pozycji wobec odbiorcy. Gaz fizycznie najczęściej był dostarczany do punktu granicznego (ang. *border delivery point*). Jednak w ostatnich latach rosyjska firma zmuszona została do korekty cen, co po części wynikało z zapisów kontraktowych, po części natomiast odbywało się pod wpływem sporów kierowanych do arbitrażu międzynarodowego. Skala działalności Gazpromu, swobodny dostęp do surowca i wiele rynków zbytu daje Rosjanom różne możliwości reagowania na sytuację, w której na rynku pojawia się nadwyżka podaży. Wspomniane opcje to: przesunięcie fizycznych dostaw surowca z granicznych punktów (ang. *border delivery points*) do węzłów wymiany surowca, czyli tzw. hubów gazowych (ang. *gas trading hubs*), zmiana reguł ustalania cen z mechanizmu kontraktowego (ang. *contract pricing terms*) na mechanizm rynkowy obowiązujący w hubach (ang. *hub pricing*) oraz wejście na rynek wymiany gazu w kontraktach swapowych (ang. *swap*), tak aby w pełni uczestniczyć w wymianie handlowej w postaci kontraktów, a nie tylko fizycznej dostaw własnego surowca (Rogers, Stokes 2015). Taki model określany jest jako „ponowna dostawa do hubów” (ang. *hub re-delivery model*) i obowiązuje na rynku brytyjskim (Webber 2014: 3–5).



Wykres 3. Hub re-delivery model

Źródło: Rogers, Stokes 2015.

W ten sposób Rosja mogłaby wpływać na poziom cen w europejskich hubach gazowych poprzez kontrolowanie fizycznych ilości gazu dostarczanego na rynek europejski. Utrzymując ceny w hubach poniżej tych dostarczanych w postaci LNG ze złóż w Australii, Katarze, Algierii czy Stanach Zjednoczonych, mogłaby powstrzymać konkurencyjne dostawy z tych kierunków. Po pewnym czasie nadwyżka LNG z rynku europejskiego zostałaby wykorzystana przez zwiększony popyt w Azji (Chiny, Japonia) i na nowych rynkach LNG. W połączeniu ze spadającym wydobywaniem w nielicznych państwach Europy (Norwegia, Holandia) ceny w Europie najprawdopodobniej ponownie by wzrosły. W tym momencie Rosja (Gazprom) uzyskałaby bardzo mocną pozycję (nawet dominującą) na rynku dostaw gazu do państw europejskich. Jednak scenariusz ten może się równie dobrze nie zrealizować, ponieważ kilka istotnych elementów po stronie rosyjskiej stoi pod znakiem zapytania. Po pierwsze, tzw. osierocone złoża (ang. *stranded*) ze Wschodniej Syberii nie są podłączone do infrastruktury dostarczającej gaz do Europy. Po drugie, nie ma pewności co do eksploatacji złóż Zachodniej Syberii i kierunków dostaw surowca (gazociąg Altai Pipeline). Po trzecie, gdyby zrealizowane zostały wszystkie rosyjskie plany dotyczące sprzedaży gazu na rynek azjatycki (LNG i gazociągi), mogą wyprzeć dotychczas dostarczany gaz LNG na ten rynek i przekierować go do Europy (*European Gas...* 2015: 10–14).

Jak wspomniano wyżej, rola i znaczenie rosyjskiego gazu dla europejskiego rynku i obowiązującego na nim mechanizmu cenotwórczego jest zależna od tak wielu czynników, że obecnie trudno w sposób jednoznaczny prognozować docelowy model obowiązujący w przyszłości w Europie. Starania Komisji Europejskiej (tworzenie przepisów prawa) czy działania państw europejskich (budowa infrastruktury) mogą okazać się niewystarczające w obliczu światowych trendów na rynkach gazu. Nie ulega jednak wątpliwości, że działania Rosji (Gazpromu) będą miały znaczący wpływ na mechanizmy obowiązujące na europejskim rynku gazu, a zwłaszcza na cenę i mechanizm jej ustalania.

Podsumowanie

W ostatnich kilkunastu miesiącach następują istotne zmiany nie tylko na regionalnych rynkach gazu ziemnego, ale na wszystkich międzynarodowych rynkach surowców. Rynek gazu jest specyficzny, ponieważ istnieją na nim, ukształtowane geograficznie, trzy odrębne rynki regionalne. Jednak pewne czynniki sprzyjają nie tylko integracji rynków, ale prowadzą do radykalnych zmian na poszczególnych rynkach regional-

nych. Przedmiotem zainteresowania autora niniejszego artykułu były zmiany w mechanizmach cenotwórczych na rynku europejskim oraz przedstawienie roli tworzących się hubów gazowych. Trudno jednoznacznie przesądzić dalsze kierunki ewolucji europejskich mechanizmów cenotwórczych, jednak zauważyć można wyraźne sygnały świadczące o większej roli transakcji bieżących w hubach gazowych, z powolnym odchodzeniem od mechanizmu cenotwórczego opartego na indeksowaniu ceny gazu do ceny ropy naftowej.

O wiele łatwiej jest wyróżnić czynniki, które będą wpływać na ewolucję europejskiego rynku gazu i reguł na nim obowiązujących (w tym mechanizmu cenotwórczego). Po pierwsze, są to wahania cen ropy naftowej, do których indeksowana jest cena gazu. Nadal zdecydowana większość kontraktów na kontynencie europejskim ma mechanizm cenotwórczy wiążący cenę gazu z ceną ropy, jednak w hubach gazowych taka relacja nie występuje. Jednak w miarę pojawiania się większych ilości gazu LNG europejscy odbiorcy będą zapewne rezygnować z długoterminowych kontraktów opartych na cenie ropy naftowej. Po drugie, chodzi o popyt na LNG w państwach Azji. Rosnące moce wytwórcze LNG (Stany Zjednoczone, Australia) spowodują powstanie nadwyżek podaży gazu na rynku międzynarodowym. Wpływ rynku azjatyckiego na rynek europejski jest istotny, ponieważ większy popyt w państwach Azji spowoduje, że do Europy będzie docierać mniej gazu LNG, a więc presja na odejście od mechanizmu kształtowania się ceny opartego na ropie będzie mniejsza (mniejsza podaż gazu w transakcjach *spot*). Czynnikiem trzeci związany jest z rynkiem europejskim i dotyczy niepewności co do przyszłego popytu na gaz w państwach europejskich. Popyt ten zależy od wielu innych czynników: kondycji gospodarki, zobowiązań związanych z polityką klimatyczną, rozwoju odnawialnych źródeł energii, przyszłości wydobycia węgla i postępu w zakresie energetyki atomowej. Czynnikiem czwarty związany jest z rozwojem sektora LNG i dotyczy zarówno rozbudowy infrastruktury eksportowej w Australii, Malezji, Stanach Zjednoczonych czy Indonezji, jak i inwestycji w terminale regazyfikacyjne w Europie. Zdobywanie przez LNG coraz większych udziałów na rynku gazu związane będzie z szybszym odchodzeniem od kontraktów długoterminowych i klasycznych mechanizmów cenotwórczych (opartych na ropie). Czynnikiem ostatni związany jest z polityką Rosji i działaniami podejmowanymi przez Gazprom. Podstawowe kwestie w tym zakresie związane są z ilością gazu dostarczanego do państw europejskich, formułą cenową oraz projektami infrastrukturalnymi. Natomiast mniejsze znaczenie dla rynku europejskiego będą miały inwestycje w infrastrukturę LNG na rosyjskim Dalekim Wschodzie.

Bibliografia

- A framework for understanding European gas hub pricing*, 2013, "Timera Energy", 4 November 2013, online: <http://www.timera-energy.com/a-framework-for-understanding-european-gas-hub-pricing/> (28.05.2016).
- Abrell J., Weight H. 2016, *Investments in a Combined Energy Network Model: Substitution between Natural Gas and Electricity?*, "Working Paper", 16/2016, March 2016, ETH Zurich.
- BP Review of World Energy, 2015, June 2015.
- Bradshaw M., Bridge G., Bouzarovski S., Watson J., Dutton J. 2014, *The UK's Global Gas Challenge – Research Report*, London, November 2014.
- European Gas Target Model Review and Update, 2015, ACER, January 2015.
- Gas Storage Facilities*, 2016, May 2016.
- Global LNG. Will new demand and new supply mean new pricing?* 2013, Ernst&Young.
- Gronholt-Pedersen J. 2016, *First U.S. shale gas exports imminent as tanker docks at Sabine Pass*, Reuters, 22 February 2016.
- Henderson J., Stern J. 2014, *The Potential Impact on Asia Gas Markets of Russia's Eastern Gas Strategy*, Oxford Energy Comment, February 2014.
- Loskot-Strachota A. 2016, *Great expectations: LNG on the European gas market*, OSW Commentary, 13 kwietnia 2016.
- Melling A. 2010, *Gas pricing and its future. Europe as battleground*, Carnegie Endowment for International Peace.
- Petrovich B. 2013, *European gas hubs: how strong is price correlation?*, NG 79, The Oxford Institute for Energy Studies.
- Ponce M., Krone V. 2014, *LNG Pricing Differences across the Atlantic, a Comparison between the United States and Europe*, online: www.usaee.org/usaee2014/.../LNG_price_difference_final.pdf (5.06.2016).
- Quarterly report on european gas market, 2015, Vol. 8, Iss. 3, DG Energy.
- Rogers H., Stokes D. 2015, *Russia's strategic response to an oversupplied gas market*, "Timera Energy", 22 November 2015, online: <http://www.timera-energy.com/russias-strategic-response-to-an-oversupplied-gas-market/> (1.06.2016).
- Rogers H., Stokes D., Spinks O. 2015, *Russia's strategic response to an oversupplied gas market*, "Timera Energy", 23 November 2015, online: <http://www.timera-energy.com/russias-strategic-response-to-an-oversupplied-gas-market/> (28.05.2016).
- Security of gas supply regulation 2016*, 16 February 2016, online: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-308_en.htm (28.05.2016).
- Sikora M. 2016, *Bezpieczeństwo kosztuje*, „Biznes Alert”, 29 kwietnia 2016.
- Stokes D., Spinks O. 2016, *European gas hub dynamics in 2016*, "Timera Energy", 16 February 2016, online: <http://www.timera-energy.com/european-hub-dynamics-in-gas-glut-ii/> (1.06.2016).
- The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply*, 2014, DG Energy.
- Webber C. 2014, *The evolution of the gas industry in the UK*, International Gas Union.
- World LNG Report*, 2014, Edition 2014, International Gas Union.